

ОРИГИНАЛЬНАЯ НАУЧНАЯ СТАТЬЯ / ORIGINAL ARTICLE

УДК 553.98

<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-1-21-29>EDN: [EDRNX](#)

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАПАСОВ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕФТЕГАЗОНОСНОМ БАССЕЙНЕ ИЛЛИЗИ

Д.В. АРЦЫБАСОВА*, В.А. ШЕВЯКОВ

ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»
65, корп. 1, пр. Ленинский, г. Москва 119991, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Нефтегазоносный бассейн (НГБ) Иллизи является одним из основных нефтегазоносных регионов Алжира. Здесь уже открыты крупные месторождения нефти и газа, однако его потенциальные ресурсы еще не исчерпаны. По оценкам АО «Зарубежгеология» прогнозные ресурсы нефти в целом по Алжиру, включая бассейн Иллизи, составляют 837,8 млн т, газа — 1470,3 млрд³. Для научно обоснованного выбора дальнейших направлений геологоразведочных работ на нефть и газ необходимо знать закономерности их размещения в литосфере.

Цель. Выявление закономерностей размещения и условий формирования месторождений нефти и газа в НГБ Иллизи на основе статистического анализа распределения извлекаемых запасов углеводородов (УВ) по месторождениям, региональным нефтегазоносным комплексам и глубинам.

Материалы и методы. Статистическое распределение запасов залежей УВ было проведено на основе информации электронной базы данных Information Handling Services (IHS, 2017) по нефтяной и газовой промышленности мира. Дополнительные данные о геологическом строении и нефтегазоносности НГБ Иллизи брались из литературных источников.

Результаты. На территории бассейна Иллизи установлена значительная неравномерность распределения извлекаемых запасов УВ (уникальное месторождение Тин Фуйе-Табанкорт и 7 крупных месторождений содержат 75% всех извлекаемых запасов УВ НГБ). Основным источником УВ месторождений НГБ Иллизи являются нефтегазоматеринские породы силурийских формаций Танеззут (порядка 60% всех извлекаемых запасов УВ концентрируется в непосредственной близости от этих отложений — над и под ними). Наибольшая концентрация запасов УВ наблюдается в интервале глубин 1—2 км (72% от общего количества извлекаемых запасов УВ в НГБ Иллизи). Такое соотношение глубины основного нефтегазоаккумуляции и существующих представлений о глубинах основных зон нефтегазообразования (ГЗН и ГЗГ) свидетельствует о значительных эрозионных процессах в постпалеозойское время.

Заключение. В работе изучены закономерности размещения извлекаемых запасов УВ и на этой основе сделаны выводы об условиях формирования месторождений нефти и газа НГБ Иллизи.

Ключевые слова: нефтегазоносный бассейн Иллизи, глубинная зональность, литолого-стратиграфическая зональность, нефтяные системы, углеводороды, извлекаемые запасы

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Арцыбасова Д.В., Шевяков В.А. Закономерности размещения запасов залежей углеводородов в нефтегазоносном бассейне Иллизи. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025;67(1):21—29. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-1-21-29> EDN: [EDRNX](#)

Статья поступила в редакцию 05.12.2024

Принята к публикации 26.02.2025

Опубликована 31.03.2025

* Автор, ответственный за переписку

DISTRIBUTION PATTERS OF HYDROCARBON RESERVES IN THE ILLIZI OIL AND GAS BASIN

DARIA V. ARCYBASOVA*, VLADIMIR A. SCHEVYAKOV

*National University of Oil and Gas "Gubkin University"
65, bld. 1, Leninsky Ave., Moscow 119991, Russia*

ABSTRACT

Background. The Illizi oil and gas basin is a key oil and gas region of Algeria. Although large oil and gas fields have been discovered in this region, its potential resources remain to be exhausted. According to the estimates of Zarubezhgeologiya JSC, the forecast oil and gas resources in Algeria as a whole, including the Illizi basin, amount to 837.8 million and 1,470.3 billion tons, respectively³. In order to determine directions for further geological exploration of oil and gas resources, their distribution patterns in the lithosphere should be elucidated.

Aim. To determine distribution patterns and formation conditions of oil and gas deposits in Illizi basin by carrying out a statistical analysis of distribution of recoverable hydrocarbon reserves (HC) by deposits, regional oil and gas complexes, and occurrence depths.

Materials and methods. The statistical distribution of hydrocarbon reserves was conducted using the data of the Information Handling Services (IHS, 2017) electronic database for the global oil and gas industry. Additional data on the geological structure and hydrocarbon potential of the Illizi basin were taken from literature sources.

Results. The Illizi basin demonstrates a significant unevenness in the distribution of recoverable HC reserves. Here, the unique Tin Fuye-Tabancourt deposit and seven large deposits contain 75% of all recoverable HC reserves. The main source of HC deposits are the oil and gas mother rocks of the Silurian Tanezzuft formations, with about 60% of all recoverable HC reserves being concentrated in their immediate vicinity. The greatest concentration of HC reserves is observed in the depth range of 1–2 km (72% of the total recoverable HC reserves in the Illizi basin). The data on the accumulation depth of the main oil and gas areas and the current knowledge of the depth of oil and gas generation indicates significant erosion processes in the post-Paleozoic.

Conclusion. The revealed distribution patterns of recoverable HC reserves in the Illizi basin allowed the authors to draw conclusions about the formation conditions of oil and gas fields.

Keywords: Illizi oil and gas bearing basin, depth zonation, lithologic-stratigraphic zonation, oil systems, hydrocarbons, recoverable reserves

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

Financial disclosure: no financial support was provided for this study.

For citation: Arcybasova D.V., Schevyakov V.A. Distribution patters of hydrocarbon reserves in the Illizi oil and gas basin. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(1):21—29. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-1-21-29> EDN: [EDRNX](https://www.edrnxp.ru/)P

Manuscript received 05 December 2024

Accepted 26 February 2025

Published 31 March 2025

* Corresponding author

Введение

Нефтегазоносный бассейн (НГБ) Иллизи расположен на территории Африканского континента в восточной части Алжирской Сахары. Административно приурочен к юго-востоку Алжира и крайнему западу Ливии.

В тектоническом отношении НГБ представляет собой одноименную структурную террасу, которая

с юга ограничена массивом Хоггар (Hoggar Massif), с запада — выступом Амгид (Amguid ridge), который разделяет бассейн от НГБ Муйдир (Mouydir basin), а с востока границей НГБ Иллизи является гряда Тихембока (Tihemboka Arch). На севере бассейн граничит с НГБ Беркине (Berkine basin) (рис. 1) [3]. Территория бассейна Иллизи, в свою очередь, разделяется на ряд более мелких

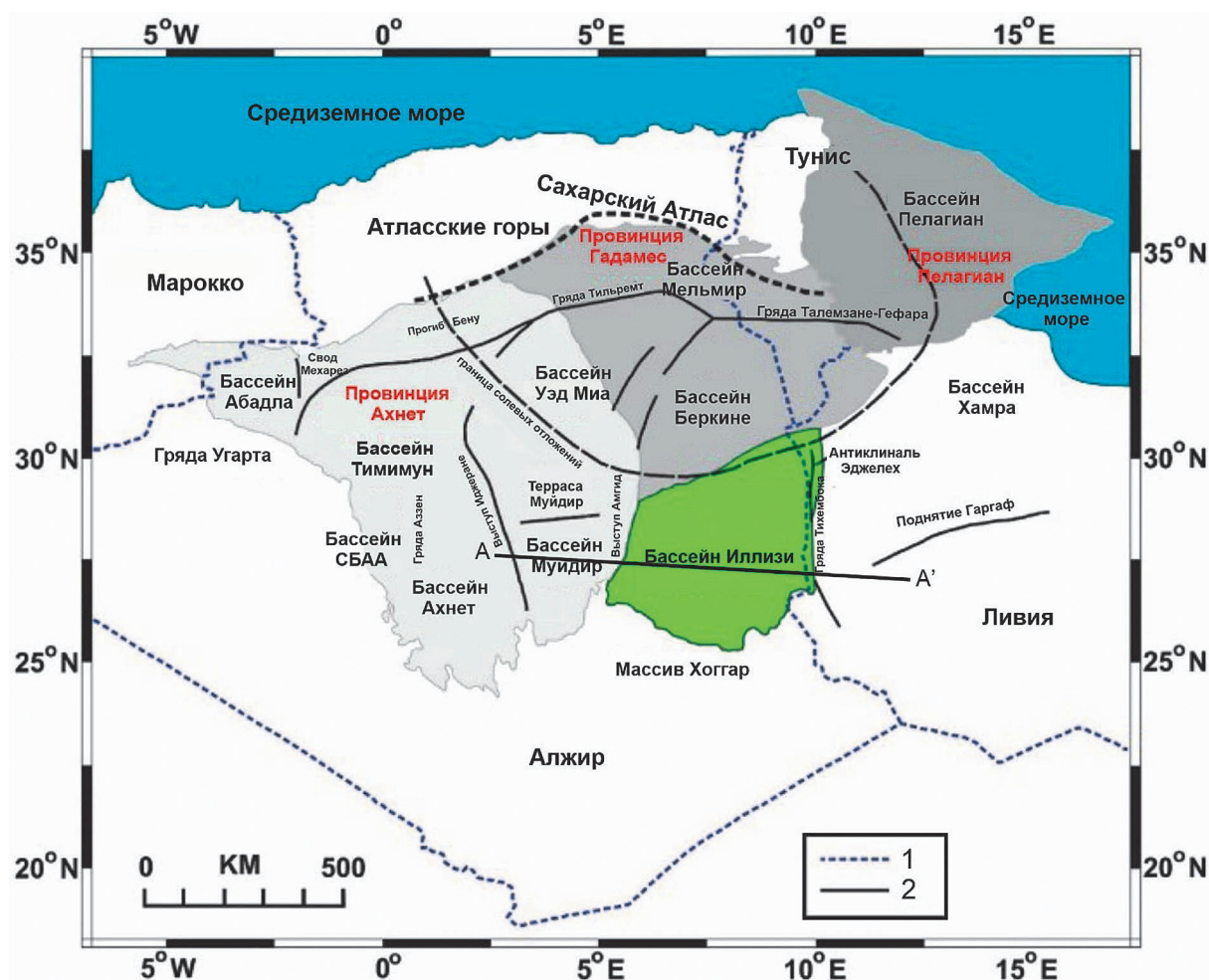


Рис. 1. Расположение бассейна Иллизи [11]: 1 — государственные границы; 2 — оси основных структур
Fig. 1. Location of Illizi basin [11]: 1 — country boundary; 2 — structural axis

депрессий и впадин, простирающихся в меридиональном направлении [1].

В строении НГБ Иллизи выделяются протерозойский кристаллический фундамент и осадочный чехол. Мощность осадочного чехла достигает более 3 км, увеличивается с юга к северу и западу. Стратиграфически осадочный чехол представлен породами палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений. В разрезе фиксируются поверхности стратиграфического несогласия (рис. 2). Полностью в разрезе отсутствуют пермские отложения [14]. Литологически разрез представлен в большей части терригенными породами (песчаники и глинистые сланцы), реже встречаются карбонатные породы (известняки и мергели) [12, 2].

Методы и материалы исследования

Для достижения поставленной цели был применен статистический анализ — метод, позволяющий

выявлять различные закономерности, тренды и связи в изучаемом явлении.

Фактическим материалом для исследования служила информация, полученная с электронной базы данных Information Handling Services (IHS, 2017) по нефтяной и газовой промышленности мира [14], а также данные по тектонике, стратиграфии и нефтегазоносности НГБ Иллизи [5—15].

Нефтегазоносность

НГБ Иллизи достаточно хорошо изучен геологически. К настоящему времени в нем открыто более 150 нефтегазоконденсатных, газоконденсатных, газовых и нефтяных месторождений. Из них к категории уникальных с извлекаемыми запасами более 300 млн т.у.т. относится одно месторождение Тин Фуйе-Табанкорт (Tin Fouye-Tabankort), к крупным с запасами более 30 млн т.у.т. семь месторождений: Альпар (Alrar), Зарзаитин (Zarzaitine), Тигентурин

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING OF HYDROCARBON RESERVES

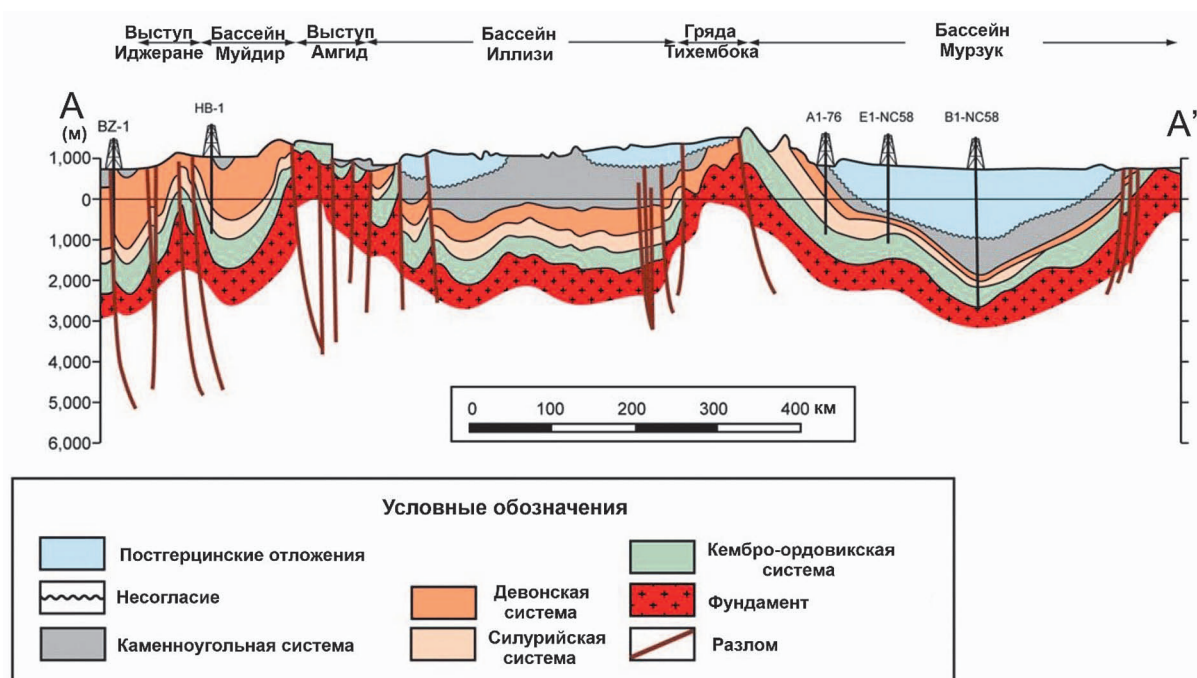


Рис. 2. Региональный геологический разрез от выступа Иджеране до бассейна Мурзук [14]

Fig. 2. Regional geological cross-section from the Ijjeran high to the Murzuk basin [14]

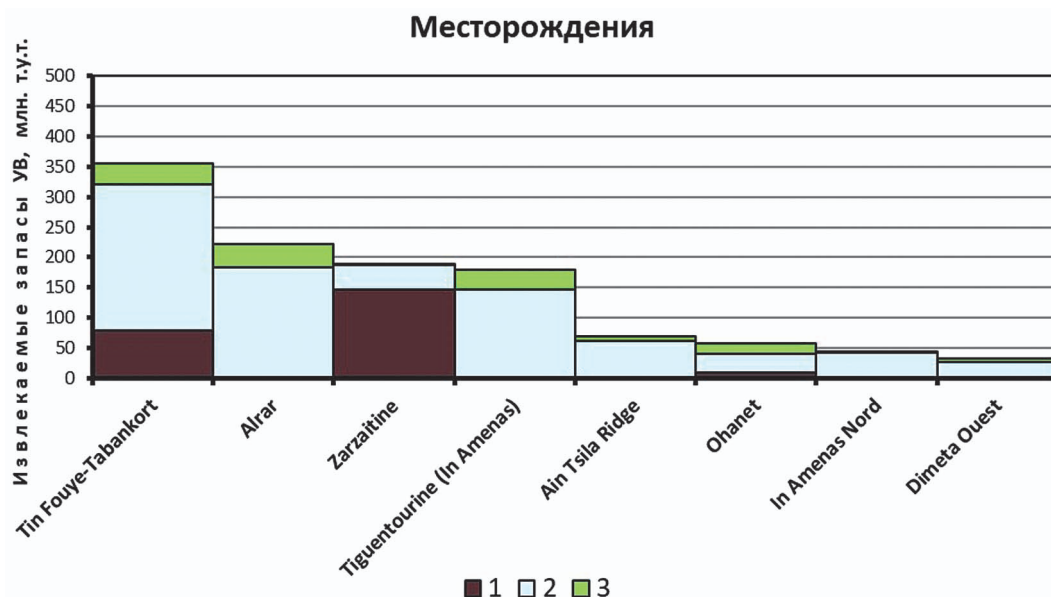


Рис. 3. Распределение извлекаемых запасов УВ по уникальному и крупным месторождениям [14]: 1 — нефть; 2 — газ свободный и растворенный; 3 — конденсат

Fig. 3. Distribution of recoverable hydrocarbon reserves by unique and large deposits [14]: 1 — oil; 2 — gas free and dissolved; 3 — condensate

(Tiguentourine), Айн Тсила Ридж (Ain Tsila Ridge), Оханет (Ohanet), Ин Аменас Норд (In Amenas Nord) и Димета Оуст (Dimeta Ouest) (рис. 3).

Уникальное (Тин Фуйе-Табанкорт) и крупные месторождения содержат 75% всех извлекаемых запасов углеводородов НГБ Иллизи. Все

остальные месторождения (95% от общего числа открытых месторождений) относятся к категории средних, мелких и очень мелких.

По соотношению запасов газа и нефти НГБ Иллизи относится к нефтегазоносным. Месторождения УВ содержат от одной до шести залежей.

Литолого-стратиграфическая зональность

В пределах НГБ Иллизи промышленные скопления УВ выявлены в палеозойских отложениях, а именно в кембрийских, ордовикских, силурийских, девонских и каменноугольных. Пласты-коллекторы представлены терригенными породами — песчаниками. Покрышками, как правило, служат глинистые сланцы [10].

По анализу нефтей, Тиссотом [13] и другими [6] были выделены три нефтяных системы (региональных нефтегазоносных комплексов (РНГК)). Нефти I и II систем очень похожи друг на друга и отличаются только зрелостью. Их различие определяется только стратиграфическим положением залежей.

Система I включает в себя отложения кембрия, ордовика и нижнюю часть формации Танеззуфт (Tanezzuft Formation 1). Региональной крышкой РНГК являются аргиллиты нижней части формации Танеззуфт силурийского возраста. Формация распространена по всему бассейну, а ее мощность варьирует от 200 до 500 м.

Залежи УВ в нижележащих кембро-ордовикских отложениях связаны с коллекторами формаций Аргис Граптолит (Argiles a Graptolithes Formation), Гара Луки (Gara Louki Formation), Тамаджерт (Tamadjert Formation), Эджелех (Edjeleh Formation) и песчаниками Хасси Лейла (Hassi Leila Sandstone Formation). Пористость коллекторов составляет 7—14%, проницаемость — до 250 мД

[14]. Наибольшее количество запасов УВ сосредоточено в отложениях формации Аргис Граптолит (рис. 4).

Региональная крышка комплекса — нижняя часть формации Танеззуфт — является и основной нефтегазоматеринской породой (НГМП). Начальное содержание ТОС (общее содержание органического углерода) было довольно высоким, но в настоящее время данный показатель колеблется от менее чем 2% на востоке, повышаясь до 4% на севере и 8% на западе. Тип керогена — I или II. Степень зрелости органического вещества (ОВ) варьирует от $R_o = 1,1\%$ в центральной части бассейна и до $R_o = 1,75\%$ на юго-западе и северо-востоке [6].

В составе нефтегазоносного комплекса можно выделить и второстепенную НГМП — глинистые отложения ордовикского возраста, которые имеют ограниченный генерационный потенциал. Содержание ТОС в НГМП колеблется от 0,5 до 1,0%, за исключением районов месторождений Стах и Тамаданет, где значения ТОС варьируют от 1,0 до 2,0%. ОВ является сапропелевым, тип керогена II [5].

Малла и др. [8] предполагают, что ордовикская НГМП, вероятно, находится в зоне газообразования, за исключением центра бассейна Иллизи, где они находятся в зоне нефтеобразования.

РНГК обладает высокой продуктивностью. Его общие извлекаемые запасы УВ составляют около

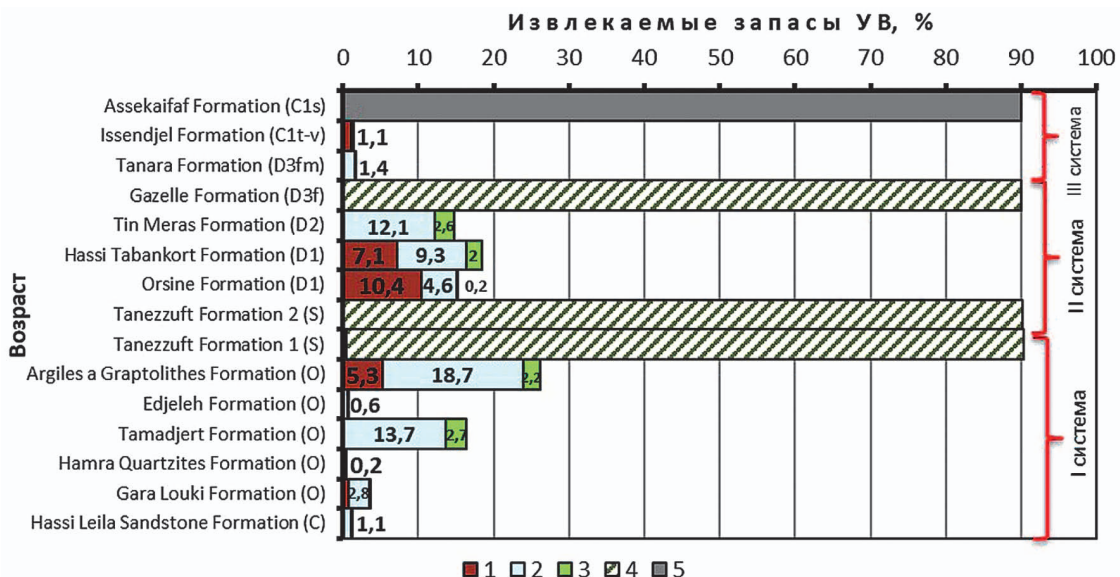


Рис. 4. Распределение извлекаемых запасов УВ по нефтяным системам [14]: 1 — нефть; 2 — газ свободный и растворенный; 3 — конденсат; 4 — НГМП; 5 — крышка

Fig. 4. Distribution of recoverable hydrocarbon reserves across oil systems [14]: 1 — oil; 2 — gas free and dissolved; 3 — condensate; 4 — NGMP; 5 — seal

50% всех запасов бассейна Иллизи, из них запасы нефти — 6,3%, газа — 37,2% и конденсата — 5,1% (рис. 4).

Система II включает в себя отложения верхней части формации Танеззуфт (Tanezzuft Formation 2) и отложения нижнего и среднего девона. Региональной покрывкой комплекса служат глины франского возраста формации Газеле (Gazelle Formation), которые рядом исследователей относятся к нефтегазоматеринским [6].

Глины формации Газеле характеризуются толщиной от 25 до 110 м. Содержание ТОС в них варьирует от менее 2% на юго-востоке до 4—6% на севере и западе. Степень зрелости ОВ увеличивается от $R_o = 1,1\%$ в центральной части бассейна до $R_o = 1,3\%$ в его северо-восточной части [6].

Залежи УВ сосредоточены в девонских песчанистых отложениях формаций Орсин (Orsine Formation), Хасси Табанкорт (Hassi Tabankort Formation) и Тин Мерас (Tin Meras Formation). Коллекторы обладают пористостью 18—25% и проницаемостью в несколько дарси [9]. Наибольшее количество запасов нефти комплекса сосредоточено в его нижней части (формация Орсин) — 10,4% от всех извлекаемых запасов УВ бассейна (рис. 4).

Основой НГМП II нефтегазоносного комплекса является верхняя часть формации Танеззуфт, распространенная на всей территории бассейна Иллизи. ОВ формации относится к сапропелевому типу (кероген II). Значения отражательной способности витринита (R_o) изменяются от 1,1% в северной и центральной частях бассейна до более чем 1,75% на северо-востоке [6].

Извлекаемые запасы УВ комплекса составляют около 48% от запасов всего бассейна, из них запасы нефти — 17,7%, газа — 26% и конденсата — 4,7%.

Система III включает в себя отложения от фаменского яруса формации Танара (Tanara Formation) до отложений серпуховского возраста. Региональной покрывкой служат глинистые отложения серпуховского возраста формации Ассекайфаф (Assekaifaf Formation) (рис. 4).

Залежи УВ приурочены к отложениям фаменского возраста формации Танара, а также к отложениям нижнего карбона формации Иссенджель (Issendjel Formation). Коллекторы имеют пористость от 15 до 22% и проницаемость 50—300 мД [6].

В составе РНГК ряд исследователей [14] глинистые отложения визейско-турнейского возраста формации Иссенджель выделяют как второстепенные НГМП для бассейна Иллизи.

ОВ формации относится преимущественно к гумусовому типу (кероген III типа). В бассейне Иллизи визейско-турнейские глины достигают максимальной толщины 800 м в скважине Хасси Табтаб 1. Среднее значение ТОС колеблется от 0,5 до 1,0%. НГМП находятся в основном в зоне нефтеобразования с T_{max} в пределах 435—450 °С за исключением трех областей, где они являются незрелыми: центральные, северные и восточные области [6].

Основным источником УВ для III РНГК часто считают нижележащие отложения формации Газеле [6].

По содержанию запасов УВ III РНГК является наименее продуктивным. Его общие извлекаемые запасы составляют 3% от всех запасов бассейна, из них на нефть приходится 1,3%, газ — 1,5% и конденсат — 0,1%.

Анализ построенного графика распределения запасов УВ по РНГК позволяет сделать следующие выводы:

- 60% всех извлекаемых запасов УВ концентрируется в непосредственной близости от нефтегазоматеринских пород силурийских формаций Танеззуфт (рис. 4) — над и под ними, что говорит о том, что основным источником УВ месторождений НГБ Иллизи являются именно эти породы. При этом первичная миграция из них была как восходящей, так и нисходящей. Нефтегазоматеринские породы ордовикского возраста, формация Газеле (Gazelle Formation) и Иссенджель (Issendjel Formation), внесли незначительный вклад в генерацию УВ и могут считаться второстепенными;
- I и II РНГК относятся к сингенетичным комплексам, при этом формирование залежей УВ II РНГК, возможно, происходило в основном за счет вертикальной миграции из нефтегазоматеринских пород, залегающих в его подошвенной части (Танеззуфт (Tanezzuft Formation 2)), а в его верхней части преобладают газовые залежи;
- III РНГК, вероятно, является эпигенетичным, и залежи в нем формировались за счет вертикальной миграции из залегающих ниже отложений.

Глубинная зональность

В настоящее время на территории НГБ Иллизи залежи жидких и газообразных углеводородов были выявлены в широком диапазоне глубин — от поверхности до 4 км.

В целом по бассейну Иллизи извлекаемые запасы свободного и растворенного газа значительно превышают запасы всех других типов УВ вместе взятых и составляют около 65%.

Наибольшая концентрация запасов УВ сосредоточена в интервале глубин 1—2 км, что составляет 72% от общего количества извлекаемых запасов УВ в НГБ Иллизи. При этом на нефть приходится 11,0%, свободный и растворенный газ — 52,1% и конденсат — 9,1% (рис. 5).

На интервал глубин до 1 км приходится 18,6% от всех извлекаемых запасов УВ бассейна. Из них на нефть приходится 12,5%, что несколько выше, чем в интервале глубин 1—2 км (рис. 5).

Третье место по концентрации запасов УВ занимает интервал глубин 2—3 км, где сосредоточено около 10% всех извлекаемых запасов УВ бассейна (рис. 5).

Из сопоставления распределения запасов УВ по глубинам с зональностью процессов нефтегазообразования по Б.А. Соколову четко видно, что зоны максимальной концентрации запасов УВ в бассейне Иллизи расположены значительно выше (на 2—3 км) главной зоны нефтеобразования («нефтяного окна») и главной зоны газообразования (рис. 5).

Такое соотношение в разрезе зон нефтегазообразования и зон нефтегазообразования, вероятно, свидетельствует о значительно больших палеоглубинах залегания палеозойских отложений бассейна Иллизи и выводе их на меньшие глубины в результате значительных эрозионных процессов.

Заключение

Из приведенного анализа распределения извлекаемых запасов УВ по месторождениям, региональным нефтегазоносным комплексам и глубинам можно сделать следующие выводы.

1. Бассейн Иллизи характеризуется значительной неравномерностью распределения запасов по месторождениям. Уникальное (Тин Фуйе-Табанкорт) и 7 крупных месторождений содержат 75% всех его извлекаемых запасов углеводородов.

2. 60% всех извлекаемых запасов УВ концентрируется в непосредственной близости от нефтегазоматеринских пород силурийских формаций Танезуфт — над и под ними, что говорит о том, что основным источником УВ месторождений НГБ Иллизи являются именно эти породы. При этом первичная миграция из них была как восходящей, так и нисходящей.

3. Наибольшая концентрация запасов УВ сосредоточена в интервале глубин 1—2 км, что составляет 72% от общего количества извлекаемых запасов УВ в НГБ Иллизи.

4. В НГБ Иллизи наблюдается значительное несоответствие степени зрелости ОВ основной нефтегазоматеринской породы (фармация Танезуфт) с R_o от 1,1 до 1,75% и глубиной основной зоны концентрации извлекаемых запасов УВ (1—2 км), что с учетом наличия больших перерывов в осадконакоплении может свидетельствовать о значительно больших здесь палеоглубинах залегания НГМП.

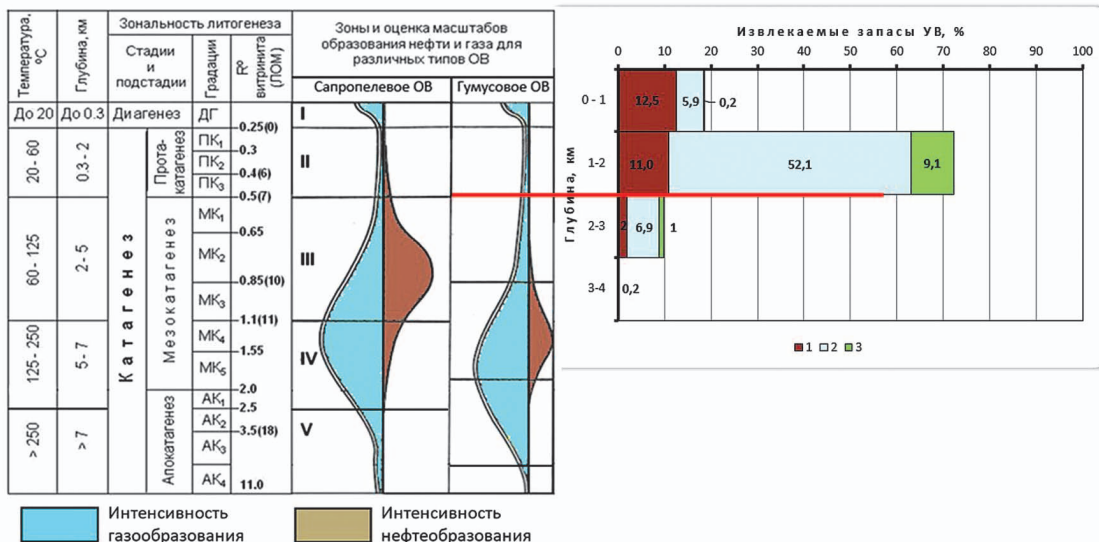


Рис. 5. Соотношение зон образования нефти и газа (по Б.А. Соколову) с графиком распределения извлекаемых запасов УВ по глубинам в НГБ Иллизи [4, 14]: 1 — нефть; 2 — газ свободный и растворенный; 3 — конденсат
Fig. 5. Correlation of oil and gas formation zones (according to B.A. Sokolov) with the distribution graph of recoverable hydrocarbon reserves by depth in the Illizi oil and gas basin [4, 14]: 1 — oil; 2 — gas free and dissolved; 3 — condensate

ЛИТЕРАТУРА

1. Бакиров А.А., Варенцов М.И., Бакиров Э.М. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М.: Недра, 1971. 544 с.
2. Высоцкий В.И., Голенкова Н.П., Тимонин Л.С. Нефтегазоносные бассейны развивающихся стран Африки, Ближнего и Среднего Востока (в связи с решением практических вопросов сотрудничества в проведении геологоразведочных работ на нефть и газ). Отчет по теме ХУ 124-2-5/79, 1981. 277 с.
3. Габдуллин Р.Р. Нефтегазоносные бассейны мира. Конспект лекций геологического факультета МГУ, 2011. 387 с.
4. Шевяков В.А., Тихомиров Д.О. Перспективы нефтегазоносности Томинского лицензионного участка Бузулукской НГО. Сборник научных трудов «Актуальные вопросы поисков и разведки месторождений нефти и газа», 2017. 174—181 с.
5. Adeola A.O., Akingboye A.S., Ore O.T., Adewole A.H., Olawade D.H., Ogunyele A.C. Crude oil exploration in Africa: socio-economic implications, environmental impacts, and mitigation strategies. *Environment Systems and Decisions*. 2022. Vol. 42. P. 26—50.
6. Boote D., Clark-Lowes D., Traut M. Traut. Paleozoic petroleum system of North Africa. Geological Society, London, Special Publications. 1998. Vol. 132. P. 7—68.
7. Galeazzia S., Pointb O., Haddadib N., Matherc J., Druesne D. Regional geology and petroleum systems of the Illizi-Berkine area of the Algerian Saharan Platform: An overview. *Marine and Petroleum Geology*. 2010. Vol. 27. P. 143—178.
8. Klett T.R. Total Petroleum Systems of the Illizi Province, Algeria and Libya—Tanezzuft-Illizi. Geological Survey, 2000. 79 p.
9. Lang J., Dixon R.J., Le Heron D.P., Winsemann J. Depositional architecture and sequence stratigraphic correlation of Upper Ordovician glaciogenic deposits, Illizi Basin, Algeria. Geological Society, London, Special Publications. 2012. Vol. 368. P. 293—317.
10. Redfern J., English K.L., English J.M., Hollis C., Corcoran D.V., Oxtoby N., Cherif R.Y. Remobilization of deep basin brine during exhumation of the Illizi Basin, Algeria. *Marine and Petroleum Geology*. 2016. Vol. 78. P. 679—689.
11. Tissot B., Espitaue J., Deroo G., Tempere C. Origin and migration of hydrocarbons in the eastern Sahara (Algeria). 1984. Origin and migration of hydrocarbons in the eastern Sahara (Algeria). *Petroleum Geochemistry and Basin Evaluation*. American Association of Petroleum Geologists. 1984. Vol. 35. P. 315—324.
12. Ysbaaa S., Benayada S., Chaouchia R., Haddoucheb O., Kacimic A., Kaddour H. Sedimentological characteristics and reservoir quality prediction in the Upper Ordovician glaciogenic sandstone of the In-Adaoui-Ohanet gas field, Illizi basin, Algeria. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. Vol. 179. P. 159—172.
13. Zazouna R.S., Mahdjoub Y. Strain analysis of Late Ordovician tectonic events in the In-Tahouite and Tamadjert Formations (Tassili-n-Ajjers area, Algeria). *Journal of African Earth Sciences*. 2011. Vol. 60. P. 63—78.
14. Information Handling Services. Режим доступа: <https://www.zema.global/datavendor/information-handling-services> (дата обращения 05.12.2024).
15. АО «Зарубежгеология». Режим доступа: <http://zargeo.com> (дата обращения 05.12.2024).

REFERENCES

1. Bakirov A.A., Varentsov M.I., Bakirov E.M. Oil and gas provinces and regions of foreign countries. Moscow, Nedra Publ., 1971. 544 p. (In Russian).
2. Vysotsky V.I., Golenkova N.P., Timonin L.S. Oil and Gas Bearing Basins of Developing Countries of Africa, the Near and Middle East (in Connection with the Solution of Practical Issues of Cooperation in Conducting Geological Exploration for Oil and Gas). Related Report HU 124-2-5/79, 1981. 277 p. (In Russian).
3. Gabdullin R.R. Oil and gas basins of the world. Abstract of lectures of the Faculty of Geology of Moscow State University, 2011. 387 p. (In Russian).
4. Shevyakov V.A., Tikhomirov D.O. Prospects for oil and gas potential of the Tominsky license area of the Buzuluk oil and gas field. Collection of scientific papers «Topical Issues of Prospecting and Exploration of Oil and Gas Fields», 2017. P. 174—181 (In Russian).
5. Adeola A.O., Akingboye A.S., Ore O.T., Adewole A.H., Olawade D.H., Ogunyele A.C. Crude oil exploration in Africa: socio-economic implications, environmental impacts, and mitigation strategies. *Environment Systems and Decisions*. 2022. Vol. 42. P. 26—50.
6. Boote D., Clark-Lowes D., Traut M. Traut. Paleozoic petroleum system of North Africa. Geological Society, London, Special Publications. 1998. Vol. 132. P. 7—68.
7. Galeazzia S., Pointb O., Haddadib N., Matherc J., Druesne D. Regional geology and petroleum systems of the Illizi-Berkine area of the Algerian Saharan Platform: An overview. *Marine and Petroleum Geology*. 2010. Vol. 27. P. 143—178.
8. Klett T.R. Total Petroleum Systems of the Illizi Province, Algeria and Libya—Tanezzuft-Illizi. Geological Survey, 2000. 79 p.
9. Lang J., Dixon R.J., Le Heron D.P., Winsemann J. Depositional architecture and sequence stratigraphic correlation of Upper Ordovician glaciogenic deposits, Illizi Basin, Algeria. Geological Society, London, Special Publications. 2012. Vol. 368. P. 293—317.
10. Redfern J., English K.L., English J.M., Hollis C., Corcoran D.V., Oxtoby N., Cherif R.Y. Remobilization of deep basin brine during exhumation of the Illizi Basin,

- Algeria. Marine and Petroleum Geology. 2016. Vol. 78. P. 679—689.
11. Tissot B., Espitaue J., Deroo G., Tempere C. Origin and migration of hydrocarbons in the eastern Sahara (Algeria). 1984. Origin and migration of hydrocarbons in the eastern Sahara (Algeria). Petroleum Geochemistry and Basin Evaluation. American Association of Petroleum Geologists. 1984. Vol. 35. P. 315—324.
 12. Ysbaaa S., Benayada S., Chaouchia R., Haddoucheb O., Kacimic A., Kaddour H. Sedimentological characteristics and reservoir quality prediction in the Upper Ordovician glaciogenic sandstone of the In-Adaoui-Ohanet gas field, Illizi basin, Algeria. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 179. P. 159—172.
 13. Zazouna R.S., Mahdjoub Y. Strain analysis of Late Ordovician tectonic events in the In-Tahouite and Tamadjert Formations (Tassili-n-Ajjers area, Algeria). Journal of African Earth Sciences. 2011. Vol. 60. P. 63—78.
 14. Information Handling Services. URL: <https://www.zema.global/datavendor/information-handling-services> (date 05.12.2024).
 15. JSC «Zarubezhgeologiya». URL: <http://zargeo.com> (date 05.12.2024)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Арцыбасова Д.В. — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Шевяков В.А. — внес вклад в работу при разработке методики и результатов исследования, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Daria V. Arcybasova — developed the article concept, prepared the text and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Vladimir A. Shevyakov — contributed to the development of the methodology and results of the study, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Арцыбасова Дарья Викторовна * — ассистент кафедры поисков и разведки нефти и газа ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина». 65, корп. 1, Ленинский проспект, г. Москва 119991, Россия
e-mail: darya.arcybasova@mail.ru
SPIN-код: 8321-9240
ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-9607-1965>

Daria V. Arcybasova* — assistant department of oil and gas prospecting and exploration National University of Oil and Gas “Gubkin University”. 65, bld. 1, Leninsky Ave., Moscow 119991, Russia
e-mail: darya.arcybasova@mail.ru
SPIN-code: 8321-9240
ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-9607-1965>

Шевяков Владимир Алексеевич — кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры поисков и разведки нефти и газа ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина». 65, корп. 1, Ленинский проспект, г. Москва 119991, Россия
e-mail: schevyakov2017@yandex.ru
SPIN-код: 4414-8836

Vladimir A. Shevyakov — Cand. Sci. (Geol.-Min.), associate professor department of oil and gas prospecting and exploration National University of Oil and Gas “Gubkin University”. 65, bld. 1, Leninsky Ave., Moscow 119991, Russia
e-mail: schevyakov2017@yandex.ru
SPIN-code: 4414-8836

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author